

GUSTAVO SILVA SIQUEIRA

**PRIMARIZAÇÃO DE EQUIPE DE
MANUTENÇÃO DE LINHAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

SÃO CARLOS
2011

GUSTAVO SILVA SIQUEIRA

PRIMARIZAÇÃO DE EQUIPE DE MANUTENÇÃO DE LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia
Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e
Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rogério Flauzino

SÃO CARLOS
2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Siqueira, Gustavo Silva.

S618p

Primarização de equipe de manutenção de redes de distribuição de energia elétrica. / Gustavo Silva Siqueira ; orientador Rogério Flauzino -- São Carlos, 2011.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gustavo Silva Siqueira

Título: "Primarização de Equipe de Manutenção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 23 / 11 / 2011,

com NOTA 8,5 (OITO, CINCO), pela comissão julgadora:



Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos - EESC/USP



Prof. Assistente Carlos Goldenberg - EESC/USP



Prof. Associado Homero Schiabel
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica
EESC/USP

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Luiz Fernando e Maria Estela por me apoiarem em todas as etapas de minha vida

A minha namorada e companheira Juliana Jeuken.

Aos meus tutores de estágio Ricardo Carneiro e José Bonatto pelos ensinamentos e orientações durante o período de estagio na Elektro.

Ao professor Rogério Flauzino pela seriedade e paciência na orientação deste trabalho.

“Não basta conquistar a sabedoria, é preciso usá-la.”
Cícero

RESUMO

Este trabalho consiste em uma análise qualitativa e quantitativa da primarização das equipes de manutenção do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da concessionária de energia elétrica Elektro Eletricidade e Serviços S/A no ano de 2010. Esta análise tem como objetivo mostrar a viabilidade técnica e econômica do processo, além de tratar de assuntos como segurança, educação corporativa, e títulos de reconhecimento.

Palavras Chaves: primarização de empreiteiros; manutenção de redes de distribuição.

ABSTRACT

This study is a qualitative and quantitative analysis of primarization of maintenance teams of the distribution of electricity within the concession area of Elektro Electricity and Services S / A in 2010. This analysis aims to show the technical and economic feasibility of the process, and also address issues such as security, corporate education, and titles of recognition.

Keywords: contractors primarization; electricity distribution maintenance.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. A ELEKTRO	2
2.1. HISTÓRIA	2
2.2. ÁREA DE CONCESSÃO:	4
2.3. A REGIÃO CENTRO.....	5
3. INDICADORES:	8
3.1. OS INDICADORES DE QUALIDADE:.....	8
3.1.1. DEC	8
3.1.2. FEC.....	8
3.2. INDICADORES INTERNOS	9
2.2.1 OPERATIVOS	9
2.2.1.1. CI – Cliente Interrompido	9
2.2.1.2. CHI – Cliente Hora Interrompido.....	9
2.2.1.3. TMA - Tempo Médio de Atendimento	9
2.2.1.4. Taxa de Falha Observada por 100 km de Rede	9
2.2.1.5. Chave Reincidente.....	9
3.2.2. ECONÔMICOS:	10
2.2.2.1. OPEX.....	10
2.2.2.2. Km	10
2.2.2.3. Kit	10
4. A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	10
4.1. CENTRAL DE OPERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO – COD.....	11
4.2. CENTRAL DE ATENDIMENTO AO CLIENTE	11
4.3. A MANUTENÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	11
5. O PROCESSO DE MANUTENÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM EQUIPE PRÓPRIA	12
5.1. O PLANO GERAL DE MANUTENÇÃO	13
5.1.1. DIVISÃO DA REDE PARA MANUTENÇÃO	13
4.1.1.1. Bloco - de 1998 a 2004.....	13
4.1.1.2. Abrangência – 2005 a 2007	13
4.1.1.3. Os Objetos Técnicos – 2007 em diante	14
5.2. A INSPEÇÃO	15
5.2.1. A INSPEÇÃO ESTRUTURAL.....	16

5.2.2. A INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA	18
5.3. A PROGRAMAÇÃO	19
5.4. A FINALIZAÇÃO	31
 6. A MANUTENÇÃO REALIZADA POR EQUIPER TERCEIRIZADAS.....	 31
6.1. COMPARAÇÃO: SERVIÇO DE PODA DE ÁRVORES.....	32
6.2. CUSTOS:.....	32
6.3. PRODUTIVIDADE:	32
6.4. CUSTO:	34
6.5. VANTAGENS ADICIONAIS.....	34
6.6. QUESTÃO DOS RESÍDUOS:	34
6.7. COMPARATIVO ECONÔMICO: FATURAMENTO DA EQUIPE DE RECOLHIMENTO DE GALHOS COM UMA EQUIPE DE MANUTENÇÃO.	35
 7. PRIMARIZAÇÃO DAS EQUIPES DE OBRAS	 38
7.2. FATOR K	38
7.3. INVESTIMENTO EM TECNOLOGIA	38
7.4. RECUPERAÇÃO DE MATERIAIS.....	39
7.5. ANÁLISE DE QUILOMETROS MANTIDOS.....	40
 8. CONCLUSÃO	 43
 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 44

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - ÁREA DE CONCESSÃO ELEKTRO	5
FIGURA 2 - REGIONAL CENTRO	7
FIGURA 3 - DIVISÃO POR BLOCOS	13
FIGURA 4 - DIVISÃO POR ABRANGÊNCIA	14
FIGURA 5 - DIVISÃO EM OBJETO TÉCNICO	14
FIGURA 6- INSPETOR DE REDE COM PDA (COMPUTADOR DE MÃO)	18
FIGURA 7 - ORDEM DE MANUTENÇÃO GERADA POR INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA	19
FIGURA 8 - PROGRAMAÇÃO DE OBRAS EM SOFTWARE	20
FIGURA 9 - CAMINHONETE CESTA AÉREA	21
FIGURA 10 - EQUIPAMENTO DIGGER DERICK	21
FIGURA 11 - EQUIPAMENTO EZ HOULLER	22
FIGURA 12 - CAMINHÃO GUINDAUTO	22
FIGURA 13-COMPARATIVO ENTRE TÉCNICAS DE PODA DE ÁRVORES	32
FIGURA 14 - QUANTIDADE MENSAL DE CORTES DE ÁRVORE PELA EQUIPE PRÓPRIA	33
FIGURA 15 - QUANTIDADE ACUMULADA DE CORTES DE ÁRVORE PELA EQUIPE PRÓPRIA	33
FIGURA 16 - QUANTIDADE ACUMULADA DE CORTES DE ÁRVORE PELA EQUIPE EMPREITEIRA	34
FIGURA 17 - FATURAMENTO DE EQUIPE PRÓPRIA DE MANUTENÇÃO E CONTRATADA	36
FIGURA 18 - MATERIAIS RECOLHIDOS	40
FIGURA 19 - QUILOMETROS ACUMULADOS DE REDE MANTIDOS EM 2009	41
FIGURA 20 - QUILOMETROS ACUMULADOS DE REDE MANTIDOS EM 2011	41
FIGURA 21 - PREÇO DO QUILOMETRO MANTIDO EM 2009	42
FIGURA 22 - PREÇO DO QUILOMETRO MANTIDO EM 2011	42

INDICE DE TABELAS

TABELA 1 - TEMPORALIDADE	16
TABELA 2 - META DE US (UNIDADE DE SERVIÇO) POR TIPO DE EQUIPE	20
TABELA 3 - ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO COM AS REDES DESENERGIZADAS	23
TABELA 4 - ATIVIDADES DE CONSTRUÇÃO/MANUTENÇÃO COM AS REDES ENERGIZADAS	28
TABELA 5 - EXEMPLOS DE H.H EM SERVIÇOS COM CESTA AÉREA	38

1. INTRODUÇÃO

Com a privatização das concessionárias de energia, a eficiência operacional passou alvo de constantes melhorias. Essas melhorias são justificadas quando analisamos o custo que representam no orçamento de uma distribuidora de energia. Esses custos vão além de remuneração de eletricitas e materiais de reposição. A eficiência operacional está intimamente ligada a gastos com ressarcimentos de danos aos clientes, multas além de ter impacto fundamental na imagem da empresa.

O padrão nas maiores concessionárias do estado de São Paulo é o modelo terceirizado de serviços. Nesse modelo a empresa não tem vínculo empregatício com os eletricitas de obras e manutenção preventiva. Os contratos são fechados por licitações com termos bem definidos, e após vencimento do contrato é realizado uma nova licitação,

Na Elektro Eletricidades e Serviços foi implantado em 2010 um plano de contratação de eletricitas empreiteiros para realizarem as obras de expansão e manutenção com quadro de funcionários próprio. Esse processo foi denominado primarização. O objetivo desse trabalho é a análise desse processo sob o ponto de vista da manutenção das redes de distribuição, e a viabilidade de sua implantação por outras concessionárias de energia.

2. A ELEKTRO

A Elektro [1] foi constituída por meio da Assembléia Geral Extraordinária da Cesp, realizada em 6 de janeiro de 1998, sendo inicialmente uma sociedade por ações de capital fechado. Posteriormente, em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 23 de janeiro de 1998, a Cesp aprovou alteração estatutária da Elektro, elevando o seu capital social por meio da cessão de ativos relativos à distribuição de energia elétrica.

2.1. História

Em 1º de junho de 1998, deu-se o início das operações comerciais independentes da Elektro, com a concomitante transferência, para a Elektro, de todos os funcionários da Cesp que atuavam na distribuição de energia.

Ato contínuo, a Elektro obteve seu registro de companhia aberta junto a CVM no dia 8 de julho de 1998, sendo que, nos termos do Decreto Presidencial de 20 de agosto de 1998, por intermédio do Contrato de Concessão celebrado em 27 de agosto de 1998, a União concedeu à Elektro o direito de exploração dos serviços públicos de distribuição e de geração de energia elétrica nos municípios listados no Contrato de Concessão.

Por meio de leilões realizados na Bovespa, a Enron passou a deter indiretamente, por meio de suas holdings brasileiras, 99,62% do capital social total da Elektro (99,96% do capital votante).

Em 2 de dezembro de 2001, a Enron e algumas de suas afiliadas iniciaram um processo de proteção falimentar com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos. Esse processo foi finalizado em 31 de agosto de 2004, quando a Enron transferiu sua participação acionária indireta na Elektro para a Prisma Energy International Inc. (Prisma Energy), concretizando assim uma das etapas do Plano de Reorganização da Enron, aprovado na Corte de Falências de Nova Iorque. Nesse estágio, a Prisma Energy passou a ser 100% controlada diretamente e indiretamente pela Enron.

Em 17 de novembro de 2004, o Plano entrou em pleno vigor e a Enron saiu do estado de falência, passando a ser considerada, a partir de então, uma empresa reorganizada, de acordo com o Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América.

Entre maio e setembro de 2006, a Ashmore Energy International Limited (AEI) adquiriu 100% das ações da controladora indireta da Elektro, Prisma Energy, o que somente ocorreu após a obtenção dos consentimentos e aprovações necessários, incluindo, no Brasil, a aprovação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) e agentes repassadores de linhas de financiamento do BNDES.

Em 29 de dezembro de 2006, foi implementada a fusão das empresas Prisma Energy e Ashmore Energy International Limited, com o surgimento de uma empresa denominada Ashmore Energy International. Posteriormente, em 22 de outubro de 2007, houve a alteração da razão social dessa empresa de Ashmore Energy International para AEI.

A partir daí, a Elektro foi controlada diretamente pelas empresas holdings EPC – Empresa Paranaense Comercializadora, ETB – Energia Total do Brasil, AEI Investimentos Energéticos e AEI Brazil Finance que, conjuntamente, detinham 99,68% do capital total e 99,97% do capital votante da Companhia. A EPC detinha o bloco de controle com 64,55% do capital votante da Elektro. Todas as holdings mencionadas são indiretamente controladas pela AEI.

Atenta à importância da Gestão da Qualidade, em 2007, a Elektro foi certificada com a norma ISO 9001. A conquista soma-se a outras duas certificações obtidas pela empresa: a NBR ISO 14001:2004 (Meio Ambiente) e OHSAS 18001:2007 (Segurança e Saúde Ocupacional). Segundo a ABT (Associação Brasileira de Teleatendimento), em 2010, o Call Center da Elektro tornou-se o primeiro do Brasil a ser certificado nas três normas.

Em 2008, a Elektro inaugurou seu novo Centro de Distribuição, na cidade de Sumaré/SP, e passou a trabalhar com a divisão de sua área de concessão em quatro grandes regiões: Oeste, Centro, Sul e Leste, levando em consideração não apenas a localização geográfica, mas também as características socioeconômicas de cada macro região de sua área de concessão.

A Elektro entrou em 2009 com fortes investimentos nos temas Segurança, Produtividade, Qualidade e Inovação. Apoiada neste último, a empresa adquiriu novas tecnologias que mudaram o dia a dia dos colaboradores e revolucionaram a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil. Exemplos desta inovação são os equipamentos Digger Derrick (que, em conjunto com a cesta aérea,

permite a troca de postes e a substituição de cruzetas sem a interrupção do fornecimento de energia elétrica); e Ez Hauler (equipamento ideal para locais de difícil acesso, pois permite transportar e instalar postes em localidades remotas, com vegetação densa e solo arenoso ou pantanoso).

O ano de 2009, a Elektro teve seu rating corporativo elevado de brAA para brAA+, um dos melhores do setor elétrico; e o índice de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) atingiu recorde histórico de 5,94, devido a uma eficiente manutenção preventiva. Em 2010, o rating de crédito corporativo da Elektro foi elevado para brAAA, o melhor da escala, segundo a agência de classificação de riscos Standard & Poor's e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) foi de 5,75 interrupções no ano, nosso melhor nível histórico.

Em 2010, a empresa continuou seu processo de inovação trazendo ao país a cesta aérea híbrida, um equipamento que usa menos combustível fóssil e reduz a emissão de gás carbônico. A trajetória pela excelência teve um importante capítulo em outubro deste mesmo ano, quando a Elektro conquistou o Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ), demonstrando, assim, que a companhia passou por uma análise profunda de sua gestão que está baseada no Modelo de Excelência de Gestão (MEG) e no Sistema Empresarial Elektro (SEE), uma ferramenta que permite à Elektro alinhar a organização em torno de suas estratégias, garantindo à empresa um padrão de excelência em seus processos gerenciais.

Em abril de 2011, o processo de venda da Elektro para a Iberdrola foi concluído, assim, a empresa passou a fazer parte do maior grupo de energia elétrica da Espanha, que está presente em 40 países, conta com uma equipe de aproximadamente 30.000 pessoas e figura entre as cinco maiores empresas do setor elétrico do mundo.

2.2. Área de Concessão:

O território de atendimento da Elektro contempla aproximadamente dois milhões de clientes em 223 cidades do Estado de São Paulo e cinco do Mato Grosso do Sul, cobrindo uma área de mais de 120 mil quilômetros quadrados.

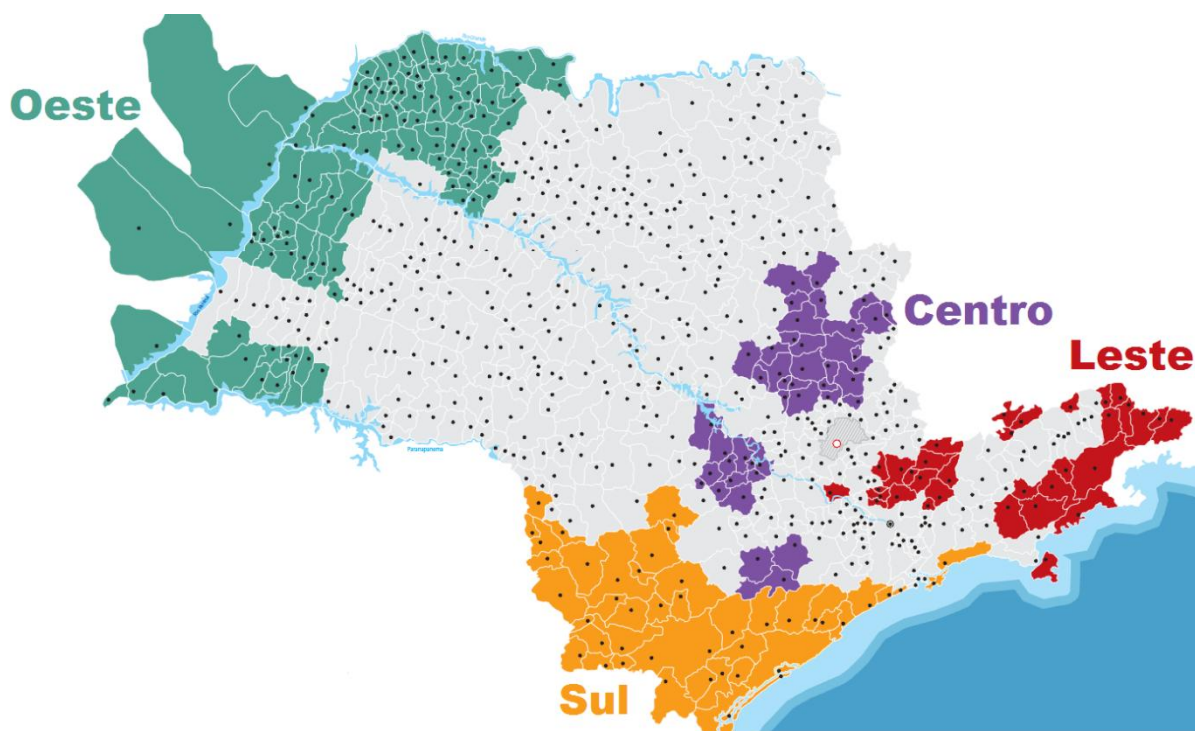


Figura 1 - Área de Concessão Elektro

A área de concessão da Elektro contempla regiões muito distintas quanto à topografia, quantidade de clientes, e seguimentos econômicos. Em detrimento disso dividiu-se a área de concessão em 4 Regionais denominadas Centro, Oeste, Sul e Leste.

A Elektro atende 2,2 milhões de clientes de 223 cidades do Estado de São Paulo e cinco do Mato Grosso do Sul – uma área de mais de 120 mil quilômetros quadrados. A Empresa responde por 11,5% da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo.

Devido ao extenso território atendido, a Elektro utiliza uma logística especialmente desenvolvida e que está presente nas quatro regiões.

A Elektro possui 104 Células de Serviços de Rede (CSRs) em toda área de concessão, além da Sede Corporativa em Campinas, onde estão a Central de Atendimento ao Cliente e o Centro de Operação de Distribuição (COD).

2.3. A Região Centro

A região Centro caracteriza-se pela alta densidade de clientes industriais e comerciais, além de grandes centros urbanos consumidores. Destacam-se as cidades:

Limeira

Região com predomínio econômico na indústria metalúrgica, cerâmica, automobilística, papel e celulose, alimentos e agricultura irrigada.

Rio Claro

Região com predomínio econômico na indústria, açúcar e álcool, revestimentos cerâmicos, agricultura da cana de açúcar e citros.

Tatuí

Região com predomínio da pecuária extensiva, agricultura de reflorestamento, turismo rural, indústrias alimentícias, papel e celulose, extração de minérios e centro de armazenamento e distribuição de produtos para o MERCOSUL

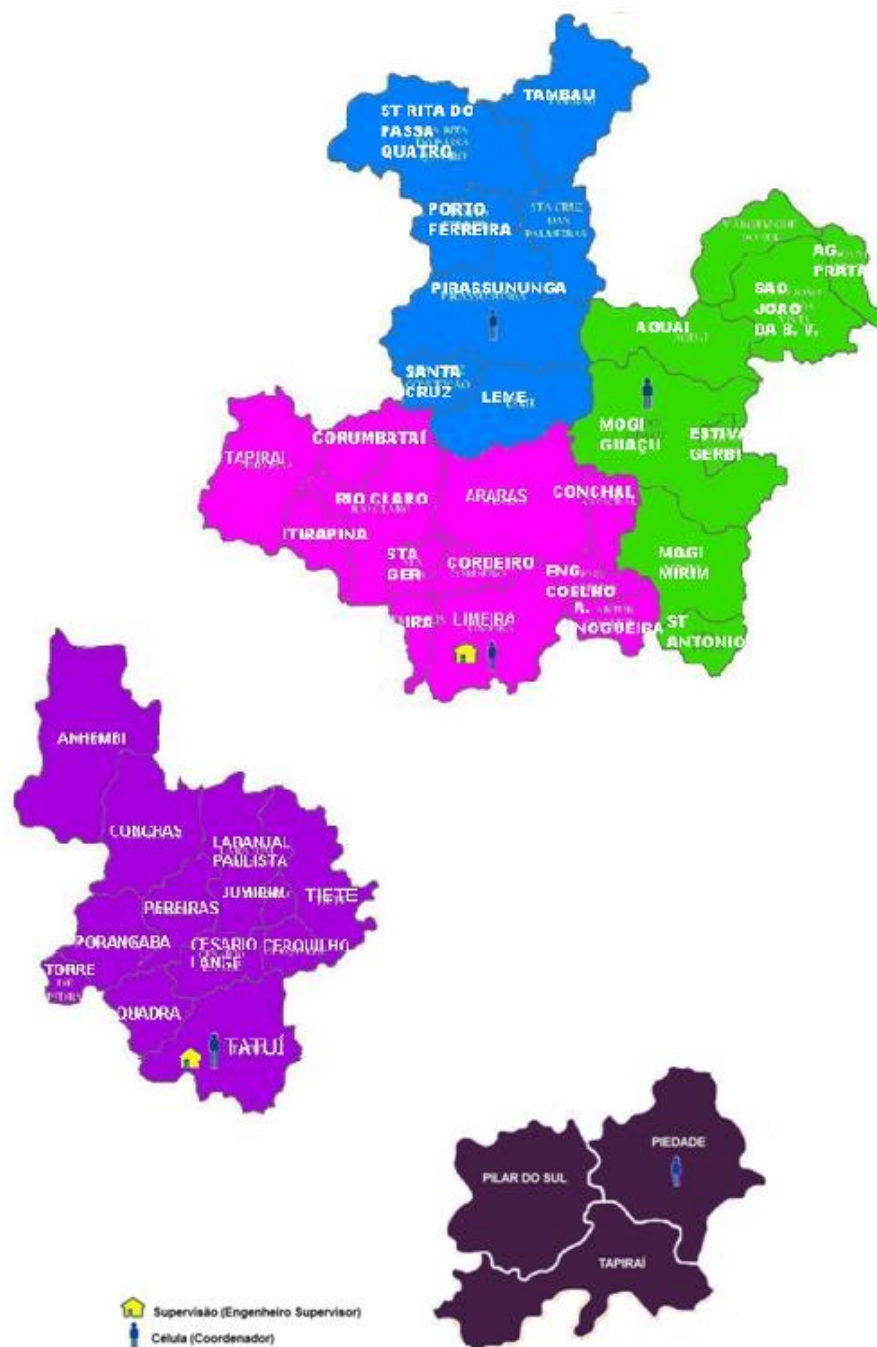


Figura 2 - Regional Centro

3. INDICADORES:

Para que as companhias mensurem seu desempenho são utilizados alguns indicadores. Esses indicadores podem ser econômicos ou de qualidade do produto, ou serviço, e serão abordados neste capítulo.

3.1. Os indicadores de Qualidade:

As concessionárias de energia elétrica têm que seguir o Procedimento de Distribuição de Energia (PRODIST), nele estão contidos 8 (oito) módulos que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (geradores e consumidores). Para fins de entendimento desse trabalho abordaremos alguns indicadores de qualidade de energia bastante utilizados durante o texto.

3.1.1. DEC

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, indica a média de horas que um cliente, isto é, uma UC, fica sem energia em um determinado período.

$$DEC = \sum_{i=1}^k \frac{Ca(i) \times t(i)}{Cc}$$

Onde:

- Ca (i): número de UCs interrompidas em um evento i, no período;
- t(i): duração de cada evento i, no período;
- i: índice de eventos ocorridos no sistema;
- k: número máximo de eventos no período considerado;
- Cc: número total de UCs, do conjunto considerado, ao final do período;

3.1.2. FEC

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, indica o número médio de vezes que uma UC fica sem energia em um determinado período.

$$FEC = \sum_{i=1}^k \frac{Ca(i)}{Cc}$$

3.2. INDICADORES INTERNOS

2.2.1 Operativos

2.2.1.1. CI – Cliente Interrompido

Corresponde ao número de UCs que sofrem interrupção no fornecimento de energia em um determinado desligamento. Este indicador impacta diretamente no FEC.

Quando se programa um desligamento, faz-se um estudo na rede elétrica buscando a manobra que resultará no menor CI possível.

2.2.1.2. CHI – Cliente Hora Interrompido

Indica a quantidade de clientes x horas que um desligamento, acidental ou programado, gerou.

$$CHI = Ca(i) \times t(i)$$

2.2.1.3. TMA - Tempo Médio de Atendimento

É o tempo médio gasto para atendimento de uma ocorrência desde o momento que a ocorrência chega a central de atendimento, até ela ser finalizada.

2.2.1.4. Taxa de Falha Observada por 100 km de Rede

É o número de vezes que, em média, cem quilômetros de rede apresenta falha no período considerado.

Para aplicação em manutenção, devem ser consideradas apenas as interrupções não programadas, momentânea ou sustentadas.

2.2.1.5. Chave Reincidente

Chave aberta duas ou mais vezes no período de um mês.

3.2.2. Econômicos:

2.2.2.1. OPEX

OPEX é uma sigla derivada da expressão Operational Expenditure, que significa o capital utilizado para manter ou melhorar os bens físicos de uma empresa, tais como equipamentos, propriedades e imóveis. As despesas operacionais (muitas vezes abreviado a OPEX) são os preços contínuos para dirigir um produto, o negócio, ou o sistema. O seu contrário, despesas de capital (CAPEX), refere-se ao preço de desenvolvimento ou fornecimento de partes não-consumíveis do produto ou sistema.

2.2.2.2. Km

São os quilômetros de rede mantidos. Indicam a quantidade de quilômetros que mensalmente, ou anualmente foram inspecionados e mantidos. É um indicador importante para a concessionária pois indica de maneira abrangente o status da manutenção.

2.2.2.3. Kit

É a razão entre o valor gasto com a manutenção de uma região, dividido pelo comprimento da rede. Consiste em uma média de valor gasto por quilômetro de rede.

Redes com alto índice de robustez geralmente apresentam valores de Kit baixos, pois, por não apresentarem muitos serviços, tem gastos mais expressivos com inspeção, que é bem mais em conta.

4. A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Todo o esforço da parte operacional de uma concessionária de energia tem como objetivo manter os clientes abastecidos de energia elétrica, de acordo com os padrões de qualidade com foco sempre na eficiência e qualidade de atendimento. Para isso, a empresa deve direcionar os recursos adequados para a manutenção preventiva, além de investir em ferramentas que auxiliem na tomada de decisões na área de expansão, operação e emergências.

A parte operacional é dividida em Centrais, que dividem responsabilidades distintas como: Operação da Distribuição, Atendimento ao

Cliente, Pré-Operação, entre outros. Para entender os impactos da manutenção preventiva nessas centrais, deve-se conhecer um pouco mais sobre elas.

4.1. Central de Operação da Distribuição – COD

É o responsável pela análise do sistema elétrico, detecção de falhas e apoio às equipes de restabelecimento. As informações em campo muitas vezes não dão a margem adequada de segurança para se realizar algumas tarefas, sendo necessário o parecer de um operador na base com a visão mais abrangente do sistema. Entre suas atribuições diárias destacam-se: autorização de manobras do sistema elétrico, para isolar falhas ou executar serviços em regime de Linha Morta, e sua conseqüente orientação.

Geralmente o COD trabalha em conjunto com setores de apoio como: Engenharia Operacional e que avalia a taxa de falha da rede e acompanha equipamentos especiais (religadores, seccionadores, reguladores de tensão e bancas de capacitores) e o Planejamento Operacional que baseado em diversos dados de cargas, e programação elabora as manobras do sistema elétrico.

Muitas vezes pequenas manobras para fins de restabelecimento de energia são coordenadas pelo COD sem a presença das áreas de apoio.

4.2. Central de Atendimento ao Cliente

É a Central responsável pelo recebimento das solicitações dos consumidores, por exemplo: Pedidos de ligação, religação (em casos de cortes), informe de falta de energia, denúncias de irregularidades, reclamação de tensão, entre outras.

Alem de receber a reclamação do cliente, é dever da CAC, orientar e informar a respeito da ocorrência e das condições de restabelecimento da energia elétrica, e colher corretamente os dados do solicitante, evitando retrabalhos, e deslocamentos desnecessários.

4.3. A Manutenção de Redes de Distribuição

Manutenção preventiva é todo o serviço programado de controle, conservação ou restauração de instalações equipamentos, executando com finalidade de mantê-los em condições de operação e prevenir possíveis ocorrências que afetam sua disponibilidade (ELETROBRÁS; 1982; p. 69)

Uma manutenção preventiva eficaz reflete primeiramente em uma qualidade adequada de fornecimento de energia, no melhor aproveitamento da mão-de-obra dos eletricitas e acima de tudo, na imagem de uma concessionária de energia elétrica.

5. O PROCESSO DE MANUTENÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM EQUIPE PRÓPRIA

A manutenção da rede de distribuição começa com o plano geral de manutenção (PGM), que consiste em uma lista de alimentadores a serem inspecionados. Esses trechos são definidos por número de clientes, quantidade de carga e regra de temporalidade. A regra de temporalidade define a periodicidade que cada trecho de rede deve ser inspecionado, e será mais bem explicada a diante.

Definidos os trechos a serem inspecionados, é dever dos inspetores de rede correr os trechos, marcando os pontos em que há avarias. A inspeção é dividida em estrutural e termográfica. Na inspeção estrutural é observado estado de postes, cruzetas, pára raios abertos e outros serviços visíveis a olho nu ou binóculos. A inspeção termográfica é feita com o auxílio de uma câmera termográfica que localiza aquecimentos na rede, sendo observados, por exemplo: vazamentos em isoladores, pára-raios, aquecimento de conexões, erosão do solo entre outros.

As anotações feitas pelo inspetor geram uma ordem de manutenção (OM), um documento que contém um mapa da rede indicando os pontos (postes) com defeito, e os serviços a serem executados. Dependendo do defeito encontrado, a OM pode ser definida como emergencial, ou programável. Ambas possuem datas definidas para serem finalizadas, e é dever dos programadores de obra gerir esses prazos. Também é dever dos programadores programar os delisgamentos, e consultar a disponibilidade de materiais no almoxarifado. Tudo isso tem que ser feito, observando as peculiaridades de cada equipe (equipamentos disponível e treinamentos), o clima, e preenchendo o horário das equipes de modo a não deixá-los ociosos, nem gerar horas-extras.

Na programação da obra, geram-se listas de materiais ao almoxarifado, pedidos de execução de serviço, e dependendo do tamanho, ou complexidade da manutenção, é feita uma viabilidade, e novas informações são anexadas a OM.

No dia programado, as equipes envolvidas na manutenção recebem uma cópia da OM, retiram o material separado, fazem um diálogo de segurança com as demais equipes, e partem para campo. Em campo, é feita uma nova discussão para avaliação preliminar de riscos, e discussão da estratégia para realização do serviço.

5.1. O Plano Geral de Manutenção

O plano geral de manutenção é gerado considerando diversos parâmetros, divididos em parâmetros técnicos e econômicos. O foco dos engenheiros de manutenção na confecção desse plano é encontrar o equilíbrio entre indicadores de robustez da rede versus custo envolvido.

5.1.1. Divisão da Rede para Manutenção

4.1.1.1. Bloco - de 1998 a 2004

A primeira maneira utilizada na ELEKTRO para dividir a porção de rede que seria inspecionada foram os Blocos. Esses blocos consistiam em um número de chave e se referiam a rede a jusante dessa chave, e poderia incluir ramais primários e rede secundária ou não, a critério dos técnicos na região. As escolhas dos blocos a serem inspecionados eram feitas com base em periodicidade pela área de engenharia na Sede Corporativa e depois enviadas aos CMDs (Células de Manutenção da Distribuição). Havia 6 (seis) CMDs, cada um composto por 4 técnicos de manutenção de rede (geralmente antigos eletricitas de manutenção da cidade), que conheciam o sistema e tinham autonomia para adicionar e expandir blocos com base nas ocorrências, ou priorizar a inspeção de blocos problemáticos já programados para inspeção.

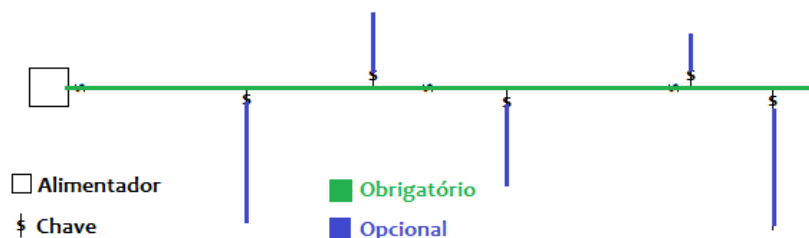


Figura 3 - Divisão por blocos

4.1.1.2. Abrangência – 2005 a 2007

A abrangência veio como uma evolução do antigo Bloco. Na abrangência, os ramais primários já vinham expandidos, e por serem maiores algumas vezes

eram divididas em partes menores para inspeção e execução. Quanto ao plano de manutenção, e a modificação da mesma nas pontas (regionais) não houve mudança.

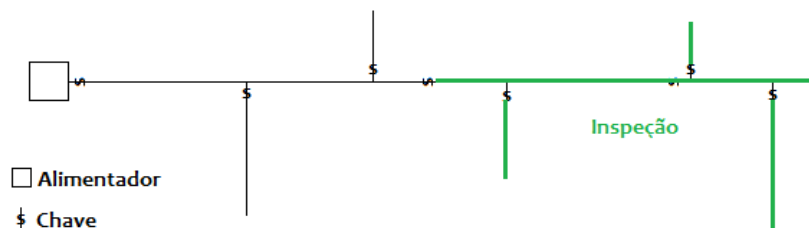


Figura 4 - Divisão por abrangência

4.1.1.3. Os Objetos Técnicos – 2007 em diante

O objeto técnico já difere bastante dos anteriores. Nele, os alimentadores e ramais urbanos e rurais são quebrados em partes randômicas que podem incluir rede primária e secundária juntas ou não. Foi escolhida uma nomenclatura especial para os objetos técnicos. Essa nomenclatura traz algumas informações sobre a parte da rede em manutenção, e é compatível com o software econômico da empresa, o SAP. Assim, há uma facilidade em se fazer o estudo de quanto custa o km de manutenção até o nível de alimentador, uma vez que a informação do sistema técnico não precisa de tratamento para alimentar o software econômico.

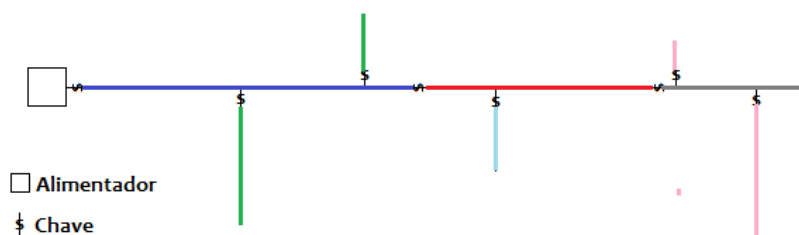


Figura 5 - Divisão em objeto técnico

Cada cor, uma inspeção

A nomenclatura desses objetos traz informações como: localização da subestação, alimentador, além de informar se é tronco, ramal, religador etc.

Um objeto técnico é nomeado da seguinte maneira:

SUB##_TP

Onde:

SUB = Subestação

= Número do alimentador

TP = Tipo (*T* = Tronco, *RU* = Ramal Urbano, *RR* = Ramal Rural)

A nomenclatura dos RLs (Religadores) e SLs (Seccionalizadores) é um pouco diferente:

SUB##_RL_CHV#####_TP

Onde:

CHV = Localidade onde se encontra a chave

= número da chave

TP = Tipo (*T* = Tronco, *RR* = Ramal)

Alguns exemplos:

LMT12_RU – Ramais urbanos do alimentador 12 da subestação Limeira Três.

RCT26_T – Tronco do alimentador 26 da subestação Rio Claro Três.

LMU21_RL_LIM05970_T – Tronco do religador de Limeira, ligado na chave LIM05970, do alimentador 21, da subestação Limeira Um.

É importante lembrar que mesmo sendo partes menores de um alimentador, alguns objetos técnicos precisam ser partidos novamente devido a sua extensão. A manutenção de um trecho muito longo gera uma grande movimentação de materiais, e a alocação de muitas equipes para finalizá-la dentro do prazo. Algumas localidades não dispõem de tantas equipes.

5.2. A Inspeção

A inspeção visa identificar as irregularidades e anomalias existentes no sistema de distribuição que, se não corrigidas a tempo, resultarão em falhas e interrupções ao fornecimento de energia elétrica (ELETROBRÁS; 1982; p. 74)

A função do inspetor de rede é detectar e avaliar o estado dos equipamentos, priorizando a troca dos que achar necessário, tendo assim um papel imprescindível do processo de manutenção.

A inspeção é dividida em estrutural, e termográfica, sendo a primeira destinada a todos os objetos técnicos da concessão, e o segundo somente a tronco de alimentadores. O controle das inspeções de rede de distribuição é regido por uma regra de periodicidade que impõe um período mínimo de inspeção para um objeto.

Existe uma regra na inspeção de linhas de distribuição. Essas periodicidades estão detalhadas na tabela abaixo:

Tabela 1 - Temporalidade

Tronco Urbano	Até 1 ano, alguns até 2 anos
Tronco Rural	Até 2 anos
Ramais Urbanos	Até 4 anos
Ramais Rurais	Até 8 anos
Tronco de RL	Até 4 anos
Ramal de RL	Até 8 anos
Tronco de SL	Até 4 anos
Ramal de SL	Até 8 anos

O critério utilizado para estabelecer esses períodos é a quantidade de clientes ligados a jusante. Onde os desligamento por falta de manutenção impactam em um alto Clientes. Horas Interrompidas, que por sua vez no DEC.

5.2.1. A Inspeção Estrutural

É a inspeção feita a olho nu, ou com o auxílio de um binóculo. Esse tipo de inspeção é o predominante, e é destinado a todos os tipos de objetos técnicos. Deve ser tomadas algumas medidas de segurança para se inspecionar a rede, tanto nas zonas rurais, como em áreas urbanas. A preocupação em zonas rurais é o acesso a rede, a possibilidade de animais peçonhentos ou ataque de animais domésticos. Em áreas urbanas, a preocupação é com o trânsito, uma vez que o inspetor pode estar desatento ao trânsito enquanto observa a rede elétrica.

Nos componentes observados, são verificados:

Postes: numeração, erosão ou acúmulo de água no terreno, alinhamento, rachaduras ou podres em sua base abaixo do nível do solo, presença de vegetação, exposição de armadura (ferragem).

Cruzetas: nivelamento, sinais de apodrecimento queimaduras, rachaduras ou lascas.

Ferragens: pinos, mão francesas, olhais, parafusos, porcas, arruelas e cintas.

Isoladores: trincaduras, rachaduras, lascas, ou vestígio de incêndio, se não estão corretamente rosqueados e com pinos tortos.

Condutores: tensionamento (de acordo com a ABNT), observação de fios partidos, emenda não adequada, amarração de isolador, existência de objetos estranhos, sinais de curto-circuito.

Conexões: irregularidades quanto ao uso correto, e detecção de “charroas” que são emendas feitas por torção de fios.

Aterramento: continuidade do circuito, fixação do condutor terra na cruzeta, calha de proteção.

Haste e cabo-guarda: fixação da haste galvanizada ao poste, aperto do prensa-fio, flecha do cabo, integridade da ligação à terra

Estais: tensionamento, isolamento, e em caso de estai aterrado, ligação ao neutro do secundário.

pára-raios: se estão atuados, posições onde precisam ser instalados, posição na cruzeta quanto ao afastamento, condição da porcelana, acúmulo de pó.

Chave fusível e chave faca: posição na cruzeta, integridade do circuito, condições da ferragem, conexões frouxas.

Transformadores: integridade física das conexões e buchas, existência de vazamento, ligação da carcaça ao terra, condições físicas das ferragens de fixação, ligação à terra, existência de ferrugem, estado da pintura, e numeração

Chave a óleo: vazamento e nível de óleo número de operações, posição da alavanca (ligado ou desligado), integridade das buchas e da ligação ao terra.

Religador: número de operações, aspecto da pintura, presença de ferrugem, integridade das buchas, integridade da ligação ao terra, posição da alavanca de operação.

Seccionalizador: estado da pintura, presença de ferrugem, integridade da ligação à terra, integridade a ligação a terra, integridade das buchas, posição da alavanca de operação.

Capacitor: continuidade das ligações (primário, chave-fusível e capacitor para-raio, descida à terra), aterramento da estrutura, suporte dos capacitores, condição das buchas, estado da pintura, presença de ferrugem, vazamento, estufamento da caixa, comandos, contador de operações.

Ramais de serviço: flechas, afastamentos, presença de vegetação, integridade dos isoladores, conexões e emendas.

Iluminação pública: integridade dos componentes, continuidade das ligações, estado físico dos componentes, condições quanto a locação e posição dos componentes, se as lâmpadas estão acesas no período diurno.

Faixa de servidão: presença ou proximidade de ramos de árvore junto aos condutores, empilhamento de vegetais junto ao poste devido ao risco de incêndio.

Seccionamento de cercas: nos casos que a cerca cruze transversalmente a linha, é necessário o apontamento para seccioná-la e aterrjá-la.



Figura 6- Inspetor de rede com PDA (computador de mão)

5.2.2. A Inspeção Termográfica

A inspeção termográfica é realizada anualmente em tronco de alimentadores com elevado numero de clientes. Com o auxílio de um visor termográfico são observadas todas as conexões e bornes de transformadores, e pontos de aquecimento são fotografados. Essas fotografias são anexadas a plantas na Ordem de Manutenção, possibilitando a detecção pelos eletricitas. A troca desses equipamentos por equipe de linha morta geraria um alto Cliente Hora Interrompido, e impactaria o indicador DEC. Devido a isso, os serviços gerados por essa inspeção são direcionados a equipes de linha viva.



Figura 9 - Caminhonete Cesta Aérea

Equipe de Linha Viva:

Realiza serviços com a rede ligada, pode trabalhar como Linha Morta, porém não é economicamente aconselhável, pois o custo da hora de uma equipe de linha viva é bem superior a hora da linha morta. Porém em dias chuvosos, essas equipes não realizam serviços com a rede ligada.

Equipe Digger Derick

Realiza serviços com o equipamento Digger Derick. Um caminhão que possui um conjunto de lança e broca para implantação de poste controlado a remotamente. Em conjunto com a cesta aérea (de linha viva), permite a troca de postes e a substituição de cruzetas sem a interrupção do fornecimento de energia elétrica.



Figura 10 - Equipamento Digger Derick

Equipe EZ Houller

Realiza serviços com um equipamento EZ Houller. Um equipamento para locais de difícil acesso, pois permite transportar e instalar postes em localidades remotas, com vegetação densa e solo arenoso ou pantanoso.



Figura 11 - Equipamento EZ Houller

Equipe Guindauto:

Equipe com caminhão equipado com guincho hidráulico para transportar e instalar postes, e transformadores. Além disso, pode-se enrolar e tencionar cabos, adaptando a bobinadeira, ou adaptar uma cesta de linha morta (pois o braço não possui isolamento) e realizar todas as tarefas da equipe de linha morta.



Figura 12 - Caminhão Guindauto

Tabela 3 - Atividades de manutenção com as redes desenergizadas e energizadas em baixa tensão

ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO COM AS REDES DESENERGIZADAS E ENERGIZADAS EM BAIXA TENSÃO				
ATIVIDADE	UN	Instalar	Retirar	Reinstalar
		US	US	US
INSTALAÇÃO, RETIRADA, SUBSTITUIÇÃO OU REINSTALAÇÃO DE CONDUTOR DE BITOLA ACIMA DE 2/0 AWG OU 70MM2	KM	24.50	31.24	12.25
BANCA DE REGULADOR DE TENSÃO	UN	21.00	30.00	15.00
INSTALAÇÃO, RETIRADA, SUBSTITUIÇÃO OU REINSTALAÇÃO DE CORDOALHA PARA REDE COMPACTA	KM	18.00	18.00	10.00
INSTALAÇÃO, RETIRADA, SUBSTITUIÇÃO OU REINSTALAÇÃO DE CONDUTORES DE BITOLA ATÉ 2/0 AWG OU 70MM2	KM	17.50	22.31	8.75
RETENSIONAMENTO DE REDE SECUNDÁRIA NUA ENERGIZADA	KM	16.20		
BANCO CAPACITOR	UN	15.00	20.00	8.00
COM HIDRODRILL	UN	14.00		
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE COM REDE NUA ENERGIZADA EM ESTRUTURA FIM DE LINHA E DE SECCIONAMENTO	UN	9.00		5.00
RETENSIONAMENTO	KM	8.67		
ESTRUTURA ESPECIAL	UN	8.00	10.00	1.50
TRANSFORMAÇÃO DE ESTRUTURA SECUNDÁRIA TANGENTE EM ESTRUTURA FIM DE LINHA ENERGIZADA	UN	6.00		
MANUTENÇÃO BÁSICA MRT	UN	6.00		
POSTE UTILIZANDO MOITÃO / SUPORTE AUXILIAR	UN	5.32	8.82	4.76
CHAVE TRIPOLAR A ÓLEO / GÁS	UN	4.50	6.00	2.00
RELIGADOR	UN	4.50	6.00	2.00
SECCIONALIZADOR	UN	4.50	6.00	2.00
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE COM REDE NUA ENERGIZADA EM ESTRUTURA TANGENTE	UN	4.50		2.00
EQUIPE DE RECUPERAÇÃO COMPLETA HORÁRIO ESPECIAL (EQxH)	EQ/H	4.17		
CAVA EM ROCHA	UN	4.00		

BASE CONCRETADA	UN	3.67		
POSTE DE CONCRETO OU MADEIRA	UN	3.50	5.50	2.00
BANDAGEM, TRATAMENTO INTERNO E TRATAMENTO DO SOLO	UN	3.50		
EQUIPE DE RECUPERAÇÃO COMPLETA HORÁRIO ÚTIL (EQxH)	EQ/H	3.33		
REFORÇO MECÂNICO DE POSTE DE MADEIRA	UN	3.00		
EMENDA PRIMÁRIA (AT) COM FITAS POR FASE	UN	3.00		0.17
TERMINAÇÃO PRIMÁRIA (AT) POR FASE	UN	3.00		0.25
INSTALAÇÃO, RETIRADA, SUBSTITUIÇÃO OU REINSTALAÇÃO DE ESTAI DE ÂNCORA	UN	3.00	-	0.67
COM MOIRÃO	UN	3.00		
CAVA EM AREIA OU BREJO	UN	3.00		
SOBREAVISO EQUIPE COMPLETA HORÁRIO ESPECIAL (EQxH)	EQ/H	3.00		
SUBSTITUIÇÃO DE ISOLADOR ROLDANA E/OU ARMAÇÃO SECUNDÁRIA DE DERIVAÇÃO EM REDE NUA ENERGIZADA	UN	3.00		1.50
CONSTRUIR ATERRAMENTO COM HASTE TRATADA MRT	UN	3.00		
EQUIPE DE RECUPERAÇÃO MÉDIA HORÁRIO ESPECIAL (EQxH)	EQ/H	2.50		
SOBREAVISO EQUIPE COMPLETA HORÁRIO ÚTIL (EQxH)	EQ/H	2.50		
SUBSTITUIÇÃO DE ISOLADOR ROLDANA E/OU ARMAÇÃO SECUNDÁRIA DE FIM DE LINHA EM REDE NUA ENERGIZADA	UN	2.50		1.00
REAFUNDAR / LEVANTAR POSTE	UN	2.50		
TRANSFORMADOR	UN	2.50	3.00	1.50
BANDAGEM E TRATAMENTO DE SOLO	UN	2.08		
BANDAGEM E TRATAMENTO INTERNO	UN	2.00		
PARA ATERRAMENTO COM ABERTURA DE VALA	UN	2.00		
MEDIÇÃO DE RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO, POTENCIAL DE PASSO E TOQUE EM POSTOS DE TRANSFORMADOR TIPO MRT	UN	2.00		
EQUIPE DE RECUPERAÇÃO MÉDIA HORÁRIO ÚTIL (EQxH)	EQ/H	2.00		
SOBREAVISO EQUIPE MÉDIA HORÁRIO ESPECIAL (EQxH)	EQ/H	2.00		
TRATAMENTO DE SOLO E TRATAMENTO INTERNO	UN	1.96		
3 FASES	UN	1.83	2.00	0.75
REBAIXAR, SUSPENDER E NIVELAR ESTRUTURAS DE POSTES DE MADEIRA	UN	1.70		

EQUIPE DE RECUPERAÇÃO REDUZIDA HORÁRIO ESPECIAL (EQxH)	EQ/H	1.67		
3 FASES	UN	1.50		
BANDAGEM	UN	1.50		
EMENDA PRIMÁRIA (AT) COM TERMO CONTRÁTIL POR FASE	UN	1.50		0.17
COM MARTELETE	HASTE	1.50		
SOBREAVISO EQUIPE MÉDIA HORÁRIO ÚTIL (EQxH)	EQ/H	1.50		
EMENDA EM CONDUTOR SECUNDÁRIO NU ENERGIZADO	UN	1.50		
PODA DE ÁRVORE COM ISOLAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA	UN	1.50		
TRATAMENTO DE SOLO	UN	1.40		
SUBSTITUIÇÃO DE DE ISOLADOR ROLDANA E/OU ARMAÇÃO SECUNDÁRIA TANGENTE EM REDE NUA ENERGIZADA	UN	1.40		0.60
2 FASES	UN	1.33	1.50	0.50
CAVA EM TERRA	UN	1.33		
EQUIPE DE RECUPERAÇÃO REDUZIDA HORÁRIO ÚTIL (EQxH)	EQ/H	1.33		
ESTRUTA PARA REDE NUA	UN	1.25	1.75	0.67
SOBREAVISO EQUIPE REDUZIDA HORÁRIO ESPECIAL (EQxH)	EQ/H	1.25		
INSTALAÇÃO, RETIRADA, SUBSTITUIÇÃO OU REINSTALAÇÃO	UN	1.15	1.00	0.50
2 FASES	UN	1.00		
AFASTADOR DE REDE SECUNDARIA	UN	1.00		0.50
ESTAÍAMENTO DE SUB SOLO	UN	1.00		
CORTE DE BAMBU	M2	1.00		
SOBREAVISO EQUIPE REDUZIDA HORÁRIO ÚTIL (EQxH)	EQ/H	1.00		
SUPORTE ESCADA PARA POSTE COM EQUIPAMENTO	UN	1.00		
SUBSTITUIÇÃO DE RAMAL DE SERVIÇO COM REDE ENERGIZADA	UN	1.00		0.50
PRUMO OU APILOAMENTO	UN	1.00		
TRATAMENTO INTERNO	UN	0.86		
INSTALAÇÃO	HASTE	0.84		
REDE NUA OU PRÉ-REUNIDA	UN	0.80	1.13	0.33
SUBSTITUIÇÃO DE CONEXÃO EM REDE SECUNDÁRIA ENERGIZADA	UN	0.80		0.20

INSTALAÇÃO DE PROTETOR DE BUCHA E JUMPER ISOLADO	UN	0.80		
ESTAÍAMENTO DE SUBSOLO EM POSTE EXISTENTE	UN	0.67		
EM IMPLANTAÇÃO OU RETIRADA DE POSTE	UN	0.67		
ESTRUTURA PARA REDE COMPACTA	UN	0.67	0.90	0.33
RETENSIONAMENTO DE CABO PRÉ-REUNIDO	VÃO	0.67		
1 FASE	UN	0.67	1.17	0.25
INSTALAÇÃO, RETIRADA, SUBSTITUIÇÃO OU REINSTALAÇÃO DE ESTAI DE REDE	UN	0.67	1.00	0.33
ATERRAMENTO DE CERCA	Ponto	0.67		
CHAVE UNIPOLAR 34KV	UN	0.60		0.25
TROCA DE CÉLULA DE CAPACITOR	UN	0.60		0.30
CORTE DE ARVORE COM TRONCO SUPERIOR A 10 CM DE DIAMETRO	UN	0.60		
SUBSTITUIÇÃO DE CONEXÃO DE RAMAL DE SERVIÇO ENERGIZADO	UN	0.60		0.20
MANUTENÇÃO DE ACESSÓRIOS EM ESTRUTURAS DE POSTES DE MADEIRA	UN	0.50		
1 FASE	UN	0.50		
EMENDA	UN	0.50		
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS	UN	0.50		
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS	UN	0.50		
PÁRA-RAIOS	UN	0.50	0.67	0.33
PÁRA-RAIOS 34KV	UN	0.50	0.83	0.33
CHAVE UNIPOLAR	UN	0.50	0.67	0.25
MUDANÇA DE TAP DE TRANSFORMADOR	UN	0.50		
PODA URBANA	UN	0.50		
MEDIÇÃO DE RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO	MED	0.50	-	-
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS DA REDE SECUNDÁRIA ENERGIZADA	UN	0.50		
INSERIR PRUMADA DE ATERRAMENTO MRT	UN	0.50		
TROCA OU REPARO DO SECCIONADOR DO ESTAI MRT	UN	0.50		
INSPEÇÃO SEM MANUTENÇÃO	UN	0.44		
MANUTENÇÃO DE ACESSÓRIOS EM ESTRUTURAS DE POSTES DE CONCRETO	UN	0.42		
ESPAÇADOR DE FASES DE REDE COMPACTA	UN	0.33	0.60	0.33

DESLOCAR BRAÇO DE I.P.	UN	0.33		
NUMERAÇÃO DE TOMBAMENTO DE TRANSFORMADOR	UN	0.33		
PODA RURAL	UN	0.33		
ATERRAMENTO SUPERFICIAL	M	0.33		
SEPARAR NEUTRO DA CARACAÇA DO TRAFO MRT	UN	0.33		
RETIRAR NEUTRO PARCIAL MRT	UN	0.33		
TROCA OU REPARO DA CONEXÃO DA PRUMADA MRT	UN	0.33		
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS	UN	0.33		
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS	UN	0.33		
EMENDA SECUNDÁRIA (BT)	UN	0.33		0.17
REDE NUA OU PRÉ-REUNIDA	UN	0.25	0.38	0.17
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS	UN	0.25		
CONEXÃO DE CABO AÉREO SECUNDÁRIO (BT)	UN	0.21		0.08
APARELHAGEM DE CRUZETA	UN	0.20		
ESPAÇADOR CONVENCIONAL (PVC)	UN	0.20	0.33	0.14
SUBSTITUIÇÃO DE ELO FUSÍVEL	UN	0.20		0.10
CORRIGIR ATERRAMENTO EXPOSTO MRT	UN	0.17		
COM PRÉ-FORMADO	UN	0.17		
LIMPEZA DE REDE	VÃO	0.17		
MANUTENÇÃO NOS ACESSÓRIOS	UN	0.13		
NUMERAÇÃO DE POSTE E EQUIPAMENTO	UN	0.12		
INSPEÇÃO DE CRUZETA INSTALADA	UN	0.10		
ESPAÇADOR AUTOTRAVANTE	UN	0.10	0.20	0.10
DESLOCAR ESTRUTURA SECUNDÁRIA	UN	0.08		
REDE PRIMÁRIA	UN	0.08		0.08
REDE SECUNDÁRIA	UN	0.05		0.05
ACEIRO	UN	0.05		
CABO COM NEUTRO ACIMA DE 70 MM2	M	0.04	0.04	0.01
CABO COM NEUTRO ATÉ 70MM2(INCLUSIVE)	M	0.03	0.03	0.01

COBERTURA PROTETORA PARA CABOS	M	0.03		0.01
ROÇADA E LIMPEZA DE FAIXA	M2	0.004		

Tabela – Preço de serviços em US (Unidade de Serviço)

Tabela 4 - Atividades de construção/manutenção com as redes energizadas

ATIVIDADES DE CONSTRUÇÃO/MANUTENÇÃO COM AS REDES ENERGIZADAS (Linha Viva)				
ATIVIDADE	UN	Instalar	Retirar	Reinstalar
		US	US	US
Retensionamento	km	24.00		
Retensionamento de Messageiro para rede compacta	km	24.00		
Transformação de estrutura CE1 e CE1A para CE4-FA	un	10.00		
Substituição de chave a óleo / gás tripolar	un	7.50		3.00
Transformação de Estrutura Fim de Linha N2 para N3, B2 para B3 e M2 para M3	un	6.00		
Transformação de Estrutura Tipo N4 para M4, N4 para B4 e M4 para B4	un	6.00		
Transformação de estrutura CE1 e CE1A para CETR, CE2-CE3 FU e CE2N3	un	6.00		
Transformação de estrutura CE1 e CE1A para CE2-3 e CE2-CE3	un	6.00		
Transformação de estrutura CE2 para CETR, CE2-CE3 FU e CE2N3	un	6.00		
Poste - zona urbana	un	6.00	8.00	3.75
Transformação de Estrutura Tipo N3 para N4 M3 para M4 e B3 para B4	un	5.10		
Substituição de estruturas N3, M3, B3, N4, M4, e B4	un	4.50		1.50
Manutenção em estrutura com chave a óleo tripolar	un	4.50		
Transformação de Estruturas Tipos 1 e 2 para 4	un	4.50		
Poste - zona rural	un	4.50	6.00	3.00
Equipe de emergência Linha Viva horário especial (EQxH)	Eq/h	3.75		
Transformação de Estrutura Tipo N3 para M3, N3 para B3 e M3 para B3	un	3.00		
Equipe de emergência Linha Viva horário útil (EQxH)	Eq/h	3.00		
Substituição de chave tipo by-pass	un			

		2.55		1.20
Substituição de estruturas N1, M1, B1, N2, M2 e B2	un	2.50		0.90
Prumo e apiloamento	un	2.25		
Substituição de estruturas CE3 e CE4	un	2.10		1.50
Transformação de Estrutura Tipo N1 para M1, M1 para B1 para N1 para B1	un	2.01		
Substituição de estruturas CE1 e CE2	un	1.80		1.20
Manutenção em estrutura primária com chave fusível ou faca	un	1.80		
Substituição de Espaçadores para rede compacta	un	1.50		0.90
Substituição de chave unipolar (fusível e faca) em estrutura sem equipamento especial	un	1.50		0.75
Substituição de chave unipolar (fusível e faca) em estrutura com equipamento especial em rede nua	un	1.50		1.50
Aterrar bases de chaves monopolares até 15 KV	cj	1.50		
Reparo	un	1.25		
Substituição de Pára-Raios em estrutura com posto transformação	un	1.20		0.78
Substituição de Pára-Raios em estrutura com equipamento especial em rede nua	un	1.20		0.78
Poda Urbana	un	1.20		
Substituição de chave fusível em estrutura com posto de transformação	un	1.02		1.20
Transformação de estrutura CE1 para CE1A	un	1.00		
Cruzamento aéreo (Flyng Tap)	cond	1.00		0.50
Fechamento de Jumper em rede convencional	un	1.00		
Substituição de Tirante de Estai com Linha Viva	un	1.00		0.60
Conectores	un	1.00		1.00
Reaperto de estrutura	un	0.99		
Substituição de isolador pino ou disco em rede Compacta	un	0.90		0.60
Substituição de Pára-Raios em estrutura com equipamento especial em rede compacta.	un	0.90		0.60
Manutenção em estruturas com pára-raios até 34,5 KV	un	0.75		
Inspeção poste a poste	un	0.75		
Poda Rural	un	0.75		
Substituição de isolador pino ou disco	un	0.72		0.30

Substituição de chave unipolar (fusível e faca) em estrutura com equipamento especial em rede compacta	un	0.60		0.30
Substituição de Pára-Raios em estrutura primária sem equipamento	un	0.60		0.60
Abertura de Jumper em rede convencional	un	0.50		
Amarração de condutor em isolador de pino	un	0.15		0.15

Antes de agendar o serviço de linha morta, o programador precisa agendar o desligamento do sistema. Dependendo da amplitude desse desligamento, há a necessidade de envio de carta aos clientes ou de manobra do sistema pela área de operações para minimizar o impacto nos indicadores DEC/FEC. Desligamentos de áreas comerciais de curta duração devem ser executados antes do início das atividades normais da área afetada, já grandes desligamentos devem, preferencialmente ser feitos aos sábados e domingos, no horário de menor carga. Desligamentos em áreas estritamente residenciais devem ser realizados nos horários de menor carga e não devem ultrapassar 4 (quatro) horas. Desligamentos pequenos para troca de trafos, por exemplo, são feitos pela própria regional somente com o aviso do COD.

A programação com equipes de linha viva tem sua importância para as concessionárias devido a possibilidade de evitar um desligamento preservando a imagem da empresa, e não prejudicando o consumo. Um ponto de atenção para serviços em linha-viva é a necessidade de “bloqueio” do alimentador em manutenção. O “bloqueio” é uma configuração do alimentador que o deixa sensível a qualquer distúrbio de corrente em caso de acidente com o eletricitista. Esse procedimento é utilizado para, em caso de acidente, possibilitar o resgate do eletricitista.

Outro desafio para a equipe de programadores é traçar estratégias de suprimentos para as equipes. Cada ordem liberada para manutenção recebe seus materiais do centro de distribuição em Campinas em 30 dias caso a obra seja urbana, e em 45 dias caso seja no rural. O programador pode adiantar obras utilizando materiais de outras, ou o estoque do almoxarifado, com o risco de ficar sem materiais para obras futuras, mas não é recomendável.

É dever do programador de obras também agendar reparos de calçada, em que a manutenção danifique calçadas públicas, ou particulares.

5.4. A Finalização

Nessa etapa o técnico de qualidade aleatoriamente escolhe algumas obras para verificar se o executado em campo condiz com o projetado. Além desse teste amostral, é também de responsabilidade dele o acerto de estoque, indicando no sistema o que foi devolvido, e dando a baixa final nos materiais

6. A MANUTENÇÃO REALIZADA POR EQUIPER TERCEIRIZADAS

No processo de manutenção, tem-se a possibilidade de execução dos serviços apontados na inspeção por uma equipe de empreiteiros. Essa prática é amplamente utilizada pelas construtoras e também pelas concessionárias de energia, mas devem ser levantados alguns pontos a respeito dessa prática.

A vantagem normalmente está relacionada à diminuição de custos na folha de pagamento, porém deve-se sempre ter em mente que as metas das empreiteiras são meramente econômicas, diferentemente das metas da companhia, que são técnicos e regulados.

Os empreiteiros não se interessam por realizar serviços “baratos” como poda e roçada e instalação de espaçadores, essenciais para a robustez do sistema, porém de pouco valor agregado. A preferência é por serviços de alto custo que envolvam substituição de postes, cruzetas ou transformadores que apesar de necessários, não são numerosos como os serviços simples.

A escolha de serviços caros é uma tentativa de suprir um mau planejamento do preço dos serviços, que para vencerem a licitação ficam abaixo do valor praticável. Outro meio de suprir os baixos preços praticados é a exigência de maior produtividade por equipe, o que é prejudicial à qualidade do serviço e a segurança do eletricista.

Além da divergência de metas, também devem ser observados ativos intangíveis como educação corporativa, código de ética, recuperação de receita, taxa de acidente e prêmios de reconhecimento, cuja importância é primordial para a imagem da concessionária e secundária para empreiteiras de execução de obras.

6.1. Comparação: Serviço de Poda de Árvores

Para ilustrar as divergências entre a equipe própria e contratada sob diversos ângulos vamos comparar os serviços de poda e limpeza de faixa realizados pela empreiteira com o serviço realizado pela equipe própria.

6.2. Custos:

A hora de uma equipe de linha morta é tem uma valor calculado de \$80,00 (oitenta dólares) e é constituída por dois eletricitas e um veículo (caminhonete) equipado com cesta aérea hidráulica. Já o valor pago pela hora de uma equipe de poda e roçada calculado pelo faturamento mensal, dividido pelo numero de equipes vezes horas trabalhadas resulta em \$60,00 (sessenta dólares). Essa equipe é constituída por um veículo popular equipado com escada deslizante e quatro podadores.



Figura 13-Comparativo entre técnicas de poda de árvores

6.3. Produtividade:

Tem-se a quantidade de podas realizada por uma equipe própria, mensalmente, e a seguir a quantidade acumulada até julho de 2011 dessa mesma equipe.

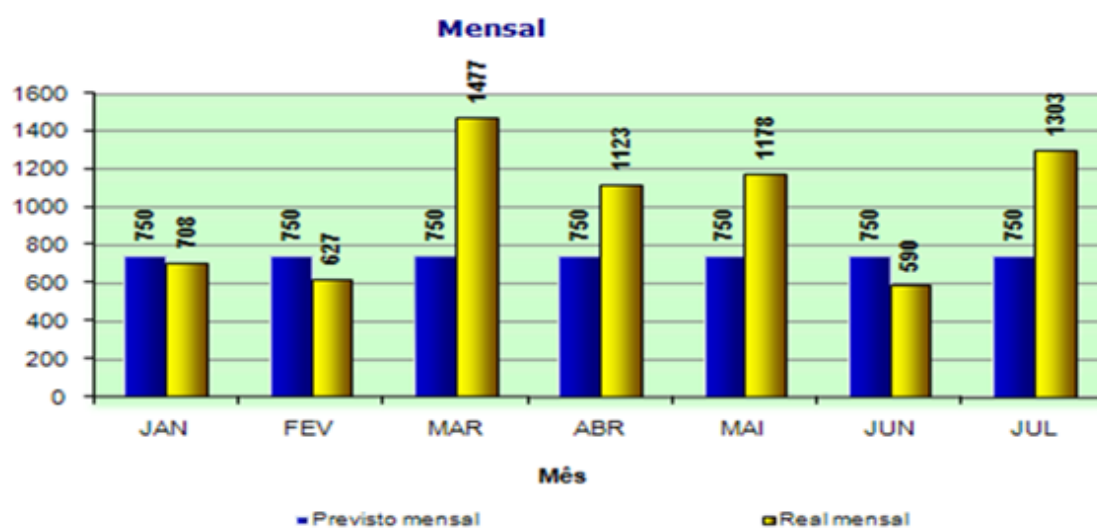


Figura 14 - Quantidade mensal de cortes de árvore pela equipe própria

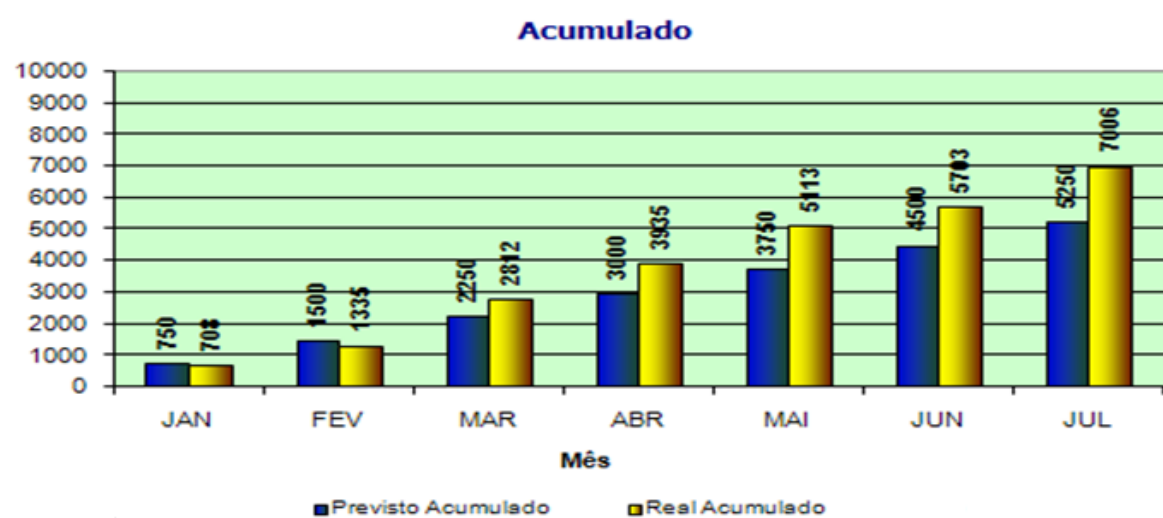


Figura 15 - Quantidade acumulada de cortes de árvore pela equipe própria

Agora podemos comparar com a quantidade de cortes realizados pela equipe de empreiteiros.

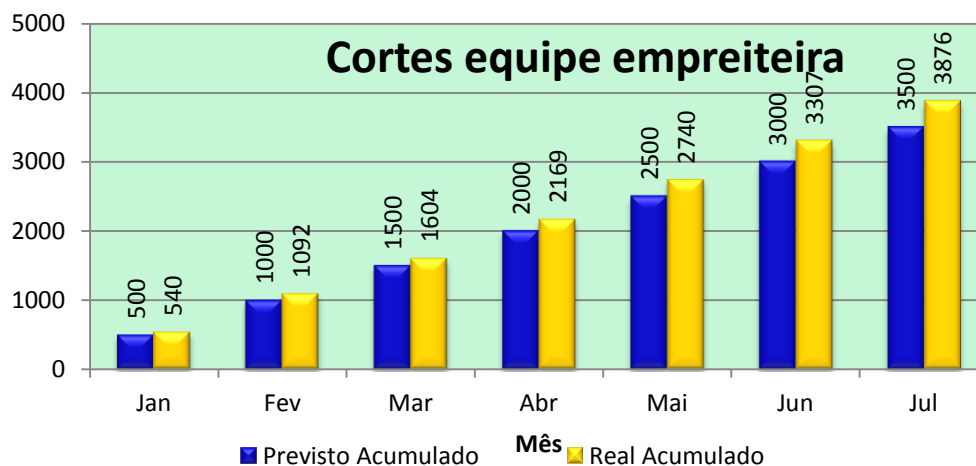


Figura 16 - Quantidade acumulada de cortes de árvore pela equipe empreiteira

Observa-se que a equipe empreiteira mesmo contando com três funcionários a mais, não consegue a mesma produtividade da equipe própria. Esse fato é justificado pela facilidade em alcançar as árvores utilizando a cesta aérea hidráulica, e a praticidade de cortar os galhos com a moto poda hidráulica.

6.4. Custo:

O gasto 33% maior com a equipe própria torna-se vantajoso ao observarmos sua produção, que é 80% maior do que a equipe de empreiteiros.

6.5. Vantagens Adicionais

Além disso, leva-se em conta que a equipe própria é formada por eletricitistas, que além de mais treinados a situações de risco, podem eventualmente realizar ou apontar reparos na observados durante o serviço de poda.

Outro ponto a se destacar é a segurança em se realizar a poda em altura de uma árvore com os dois pés apoiados no piso (não em degrau de escada) e com o corpo protegido contra queda pela cesta de fibra.

6.6. Questão dos Resíduos:

A escolha da equipe ideal para se realizar o serviço de poda seria simples caso não houvesse a necessidade de retirar os galhos cortados das zonas urbanas. Algumas prefeituras se comprometem a recolher os galhos, pois são responsáveis pela poda das árvores da cidade, e o serviço da concessionária ao livrar a rede, minimiza seu trabalho. Porém isso não é uma regra, e a retirada do material se torna

na sua maioria responsabilidade da concessionária, que repassa a uma equipe empreiteira.

A análise dessas equipes econômica da produtividade dessas equipes de recolhimento evidenciará um ponto de melhoria para o processo de manutenção justificando sua abordagem neste trabalho

6.7. Comparativo Econômico: Faturamento da equipe de recolhimento de galhos com uma equipe de manutenção.

As podas realizadas por duas equipes de manutenção durante 3 meses foram observadas, e comparadas com o faturamento de duas equipes de recolhimento de galhos. Para fins de comparação, assumiu-se que os serviços apontados pela equipe própria tivessem o mesmo valor que os serviços realizados pela empreiteira.

É importante ressaltar que a composição de uma equipe de recolhimento de galhos é um motorista e um ajudante para recolher os galhos, e única técnica envolvida é a de carregamento e descarregamento do caminhão. A equipe de manutenção, diferentemente, é uma equipe altamente especializada, além de fazer uso de equipamentos de alta tecnologia.

O gráfico a seguir mostra as médias mensal faturadas pela empreiteira (RET Chão Verde) em verde, e a média de três meses de serviço pelas duas equipes de manutenção.

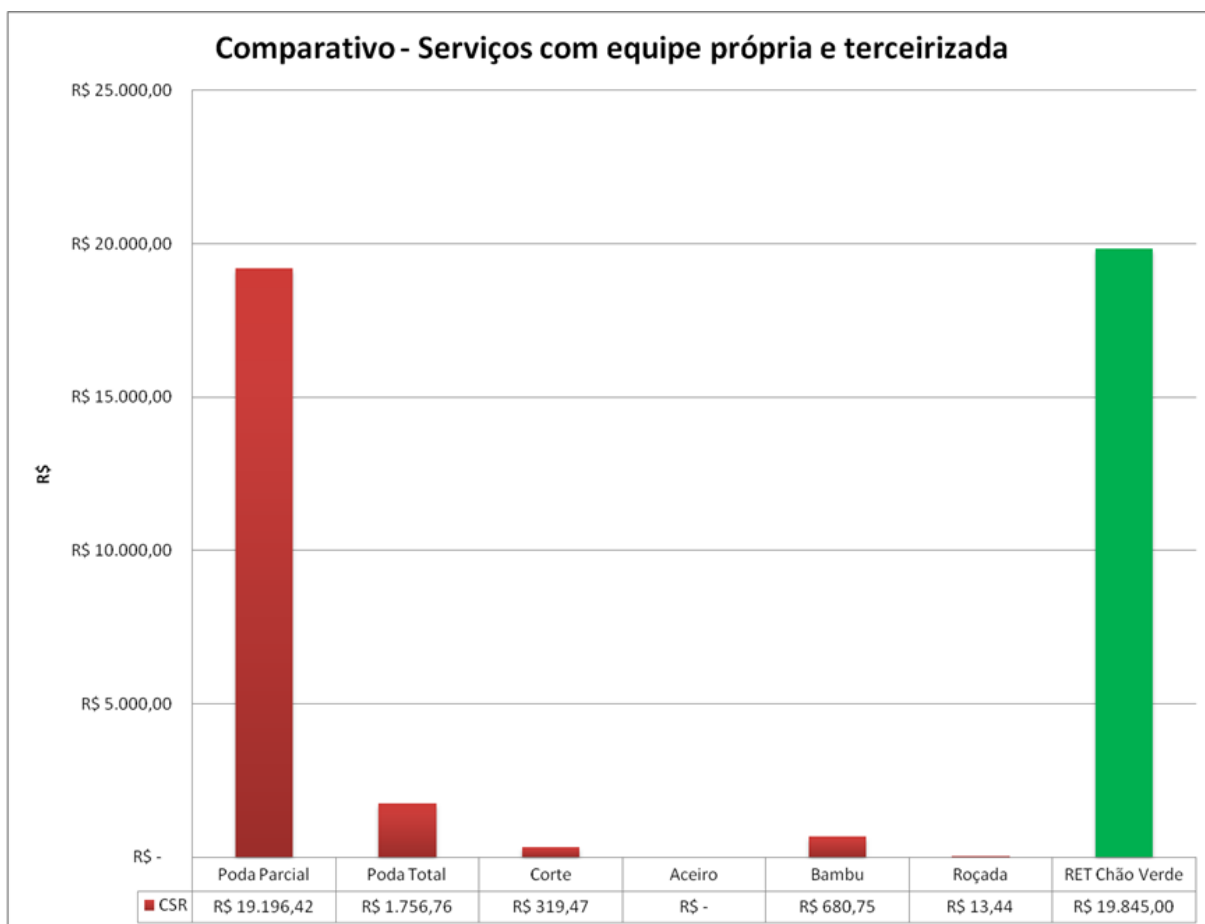


Figura 17 - Faturamento de equipe própria de manutenção e contratada de recolhimento de galhos.

- Poda Parcial – poda de galhos que estão muito próximo, ou tocam a rede
- Poda Total – poda de todos os galhos da árvore
- Corte – árvores cortadas completamente
- Bambu – metro quadrado de bambu ou taquara cortado
- Roçada – metro quadrado de roçada em zonas rurais

Como se pode observar, o valor faturado pela empreiteira é comparável a soma de todos os serviços realizados pela equipe própria, mesmo fazendo uso de veículos muito mais simples, e com um pessoal bem menos capacitado.

Existem algumas falhas de comunicação entre a central local e as equipes empreiteiras, o resultado negativo disso é que alguns endereços não são repassados corretamente, e o entulho não é recolhido. Caso essas equipes fossem próprias, a comunicação seria mais eficiente o que contribuiria muito para a imagem

da empresa. Quando um endereço é esquecido, além da insatisfação do cliente, pode acontecer de a mídia local reportar, e aí os danos a imagem da empresa ficam incalculáveis.

7. PRIMARIZAÇÃO DAS EQUIPES DE OBRAS

O processo de primarização é um processo complicado primeiramente porque não se pode simplesmente demitir os empreiteiros antigos, desperdiçando todo o conhecimento acumulado chamado know how, e segundo pelo custo envolvido no processo que precisa ser justificado.

7.2. Fator K

Os funcionários que já são residentes da concessionária recebem uma série de benefícios comuns a todos os funcionários como: plano de saúde, previdenciário, vale alimentação entre outros. A soma desses valores de cada funcionário dividida pelo salário bruto gera um fator denominado K.

Esse fator é o custo de um funcionário para a empresa, e nas empreiteiras tem um valor próximo de 1. A empresa tem que estar preparada para esse aumento nas despesas, pois a folha de pagamento e a responsabilidade pelo plano de carreira do empregado são de plena responsabilidade da mesma.

Alem disso o investimento com equipamentos de alta tecnologia devem ter retorno para a concessionária, portanto é necessário reduzir o pessoal, e aumentar a produtividade, sem comprometer a segurança dos eletricitistas.

7.3. Investimento em Tecnologia

Para que uma primarização seja justificada, ela deve ser vantajosa economicamente, e como visto, o fator K aumenta consideravelmente ao trazer os empreiteiros para o quadro de funcionários. A maneira de contornar esse fato é aumentar consideravelmente a produtividade das equipes investindo em novas técnicas e novas tecnologias. A substituição de equipamentos manuais por hidráulicos, da escada por cesta aérea diminuiu consideravelmente o tempo de execução de serviço.

Tabela 5 - Exemplos de H.h em serviços com cesta aérea

Troca de braço de Iluminação pública	Utilizando escada	2 Eletricistas	30 minutos
	Utilizando cesta aérea	2 Eletricistas	15 minutos

Substituição de estrutura M3/N3/C3	Utilizando escada	3 Eletricistas	1 hora e 45 minutos
	Utilizando cesta aérea	2 Eletricistas	30 minutos

Porém, esses empreiteiros já estão acostumados a maneira de trabalho da empreiteira que em muitas praticas e vícios do cotidiano devem ser extintos, pois podem comprometer a segurança na tarefa e/ou danificar os equipamentos.

7.4. Recuperação de Materiais

Muitos dos materiais retirados pelas contratadas na manutenção, ainda em condição de uso, são descartados ou revendidos como sucata, porém o dinheiro da venda não retorna a concessionária. No sistema terceirizado não há um controle efetivo para a retirada desses equipamentos facilitando a apropriação por parte das empreiteiras ou dos próprios eletricitas.

Peças como cabos, chave faca e grampos de linha viva valem muito como sucata por serem materiais caros como cobre e bronze. A quantidade desses materiais retirada no mês é considerável, e a venda dos mesmos representa um grande retorno de receita para a concessionária.

A imagem abaixo ilustra a quantidade mensal recolhida de sucata e materiais reaproveitáveis como ferragens após a primarização.



Cintas



Cabos



Chaves, muflas e pára-raios

Figura 18 - Materiais recolhidos

7.5. Análise de Quilômetros Mantidos

Foram colhidos indicadores de desempenho durante os nove primeiros meses desse ano, e comparados com os dados dos mesmos meses antes da primarização em 2009. É interessante ressaltar que o ano de 2010 foi um ano de transição, e por isso para melhor visualizar os resultados optou-se pelos dados de 2011.

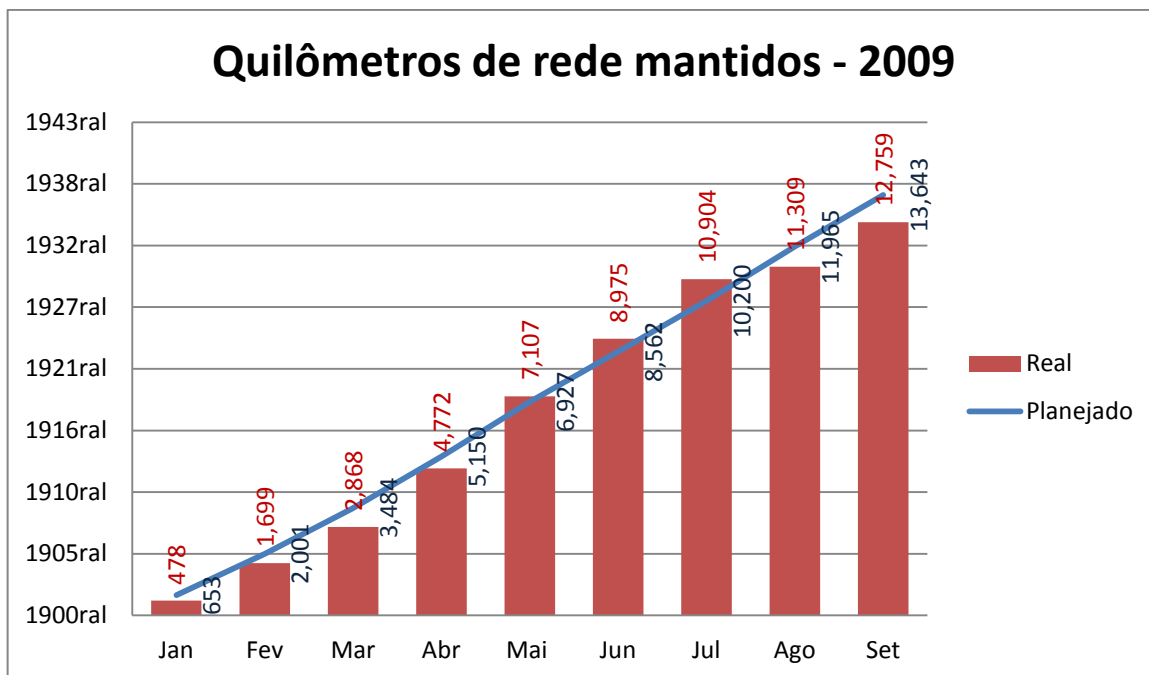


Figura 19 - Quilômetros acumulados de rede mantidos em 2009

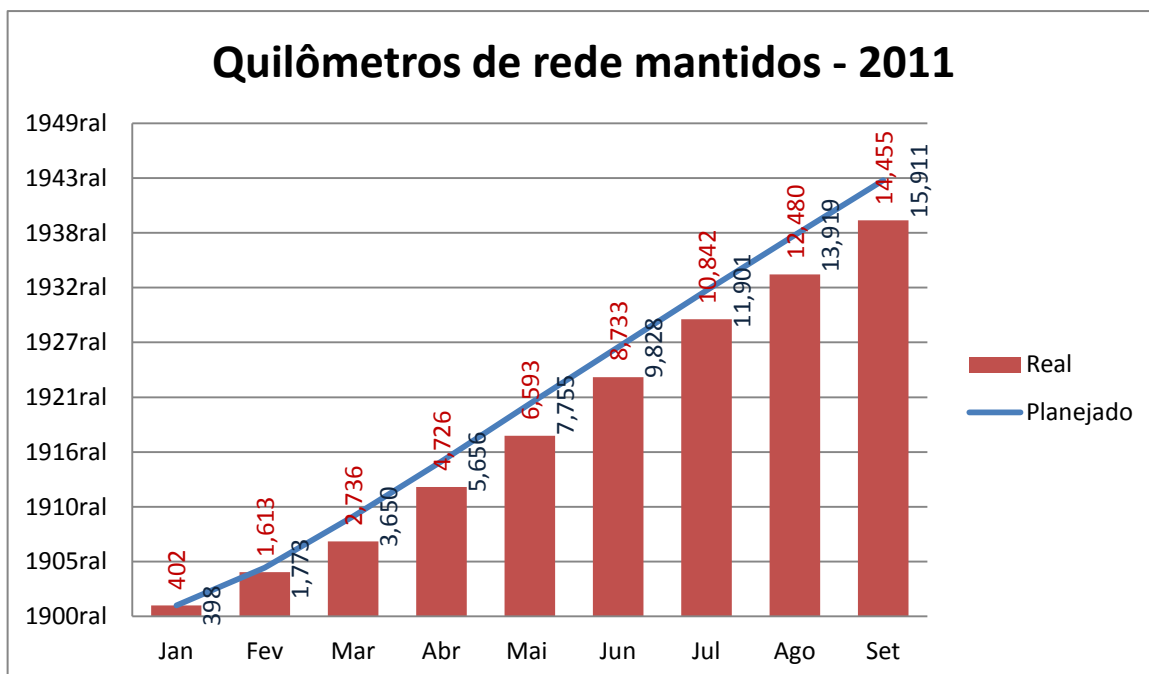


Figura 20 - Quilômetros acumulados de rede mantidos em 2011

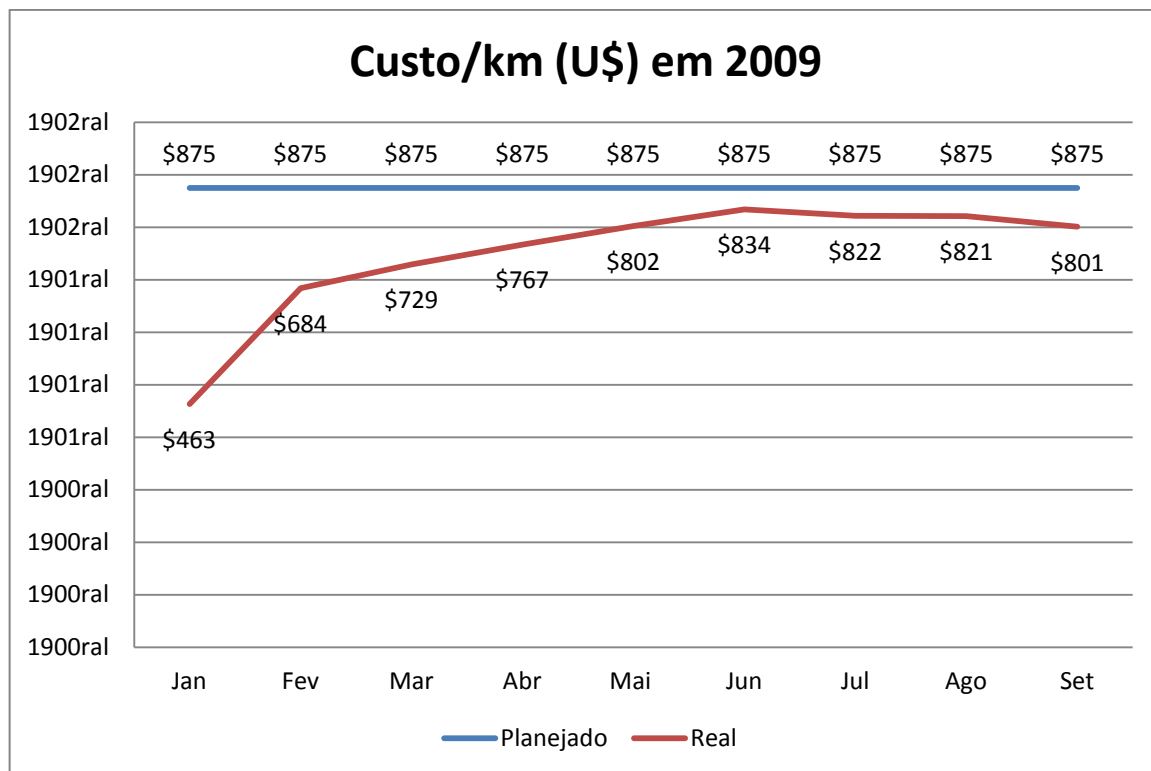


Figura 21 - Preço do quilometro mantido em 2009

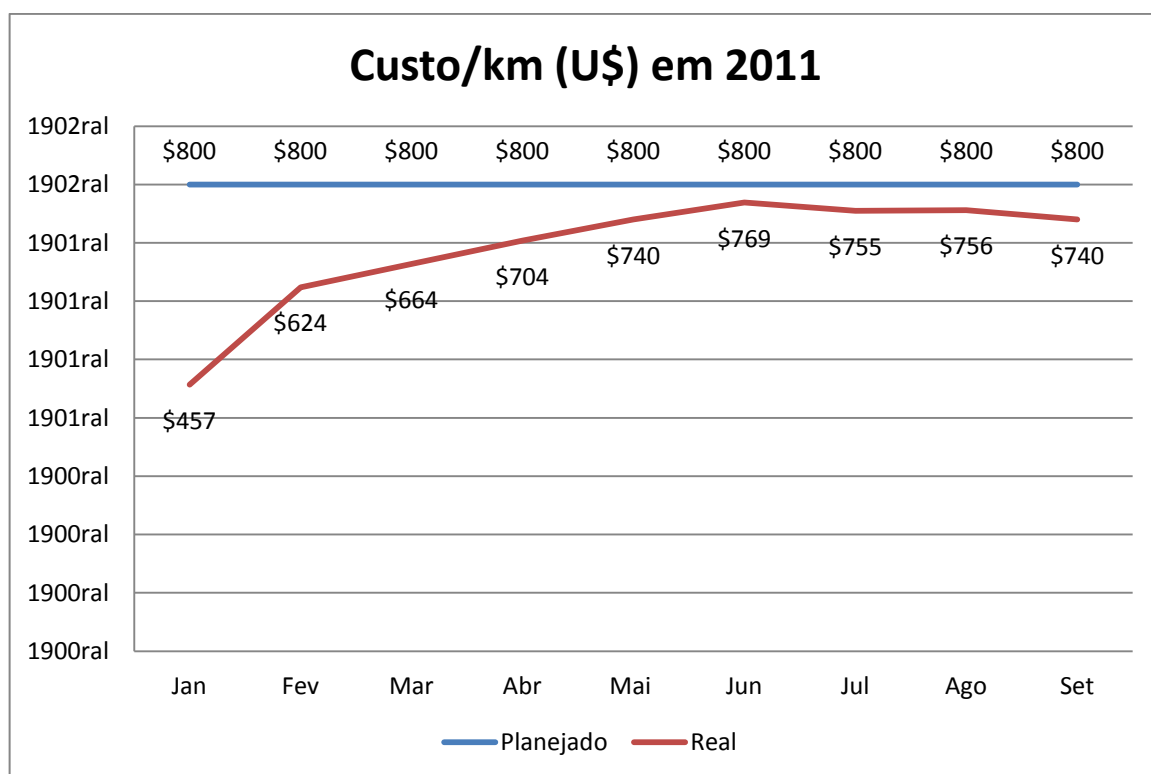


Figura 22 - Preço do quilometro mantido em 2011

8. Conclusão

A análise dos dados econômicos deixa claro que o investimento contido na primarização de equipes de manutenção é muito viável. Um ponto que se deve destacar é a multifuncionalidade das equipes de manutenção que hora realizam serviços de preservação e hora realizam serviços de expansão de rede. A importância de ressaltar isso é o fato de as obras representarem uma fatia maior de lucro para as empreiteiras, porém não foi o foco deste trabalho. Analisando-se separadamente as obras de expansão provavelmente encontraríamos maior vantagem econômica no processo de primarização.

O plano de carreira e a motivação também são pontos que devem ser levados em conta. Eletricistas e técnicos sentem-se muito mais seguros em seus empregos quando fazem parte do quadro de funcionários da concessionária. Além disso, eles passam a ter direito a previdência privada, plano de saúde, participação nos lucros, e uma série de benefícios, que o motiva a se empenhar melhor em suas atividades.

A área de segurança pode trabalhar mais próxima das equipes, realizando inspeções, fazendo trabalhos conjuntos às CIPAs, e unindo com área de meio ambiente, para observar e tratar atos inseguros, incidentes, acidentes além de melhorias no tratamento de resíduos, reciclagem de materiais, e controle de emissão de gases dos veículos, por exemplo.

Os investimentos em tecnologia vão além de equipamentos robustos para execução de serviços, apontamento de serviços via PDA (computadores de mão) gera um enorme banco de dados em tempo real, que ajuda na tomada de decisões em momentos críticos.

Por último, um eletricista em contato com o sistema elétrico, caso seja promovido, tem muito a agregar a área técnica, que por sua vez pode contribuir bastante na área de engenharia e aí em diante, pois as possibilidades de promoção em uma concessionária de energia são limitadas somente pela pretensão e competência do funcionário.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] HISTORIA DA ELEKTRO ENERGIA E SERVIÇOS S/A Campinas TI, 2011. Disponível em <<http://www.elektro.com.br/Paginas/a-elektro/quem-elektro-historia.aspx>>
- [2] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (27 de Janeiro de 2000). RESOLUÇÃO ANEEL Número 024, Brasília, DF
- [3] ELETROBRÁS; Desempenho do Sistema de Distribuição. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1982, Volume 3, 156p. Coleção Distribuição de Energia Elétrica.
- [4] ELETROBRÁS; Manutenção e Operação de Sistemas de Distribuição de Energia. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1982, Volume 4, 160p. Coleção Distribuição de Energia Elétrica
- [5] MANUAL DE PASSO PADRÃO ELEKTRO ENERGIA E SEVIÇOS S/A Campinas TI, 2011. Disponível em < Intranet ELEKTRO>
- [6] INDICADORES DE PRESERVAÇÃO ELEKTRO ENERGIA E SERVIÇOS S/A Campinas TI, 2009. Disponível em < Intranet ELEKTRO >
- [7] CONTRATO DA EMPREITEIRA BARRA ELEKTRO ENERGIA E SERVIÇOS TI, 2008. Disponível em < Intranet ELEKTRO >